

# ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН АВТО-ГРП В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

**А.А. Серебрянников**

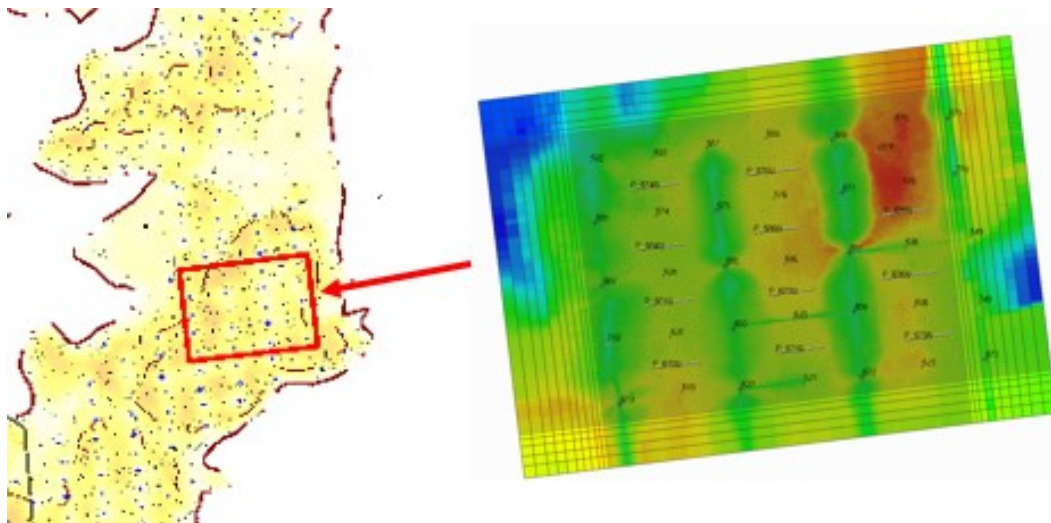
Научный руководитель - профессор П.Н. Зятков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Состояние сырьевой базы нефтегазовых месторождений Западной Сибири в последние годы отличается снижением качества и структуры промышленных запасов нефти. Новые месторождения, преимущественно, характеризуются наличием залежей с плохими коллекторскими свойствами и необходимостью совершенствовать традиционные методы разработки для извлечения труднодоступных запасов углеводородов. Разрабатываемые уже не первый десяток лет высокопроницаемые коллекторы, как правило, находятся на третьей/четвертой стадии разработки, когда потенциал бурения новых скважин практически исчерпан, а состояние и процент содержание воды в продукции действующих скважин оставляют желать лучшего. При этом, несмотря на снижающиеся уровни добычи нефти и рост обводненности, на многих разрабатываемых месторождениях остаются недоизвлеченные запасы нефти, которые можно вовлечь в разработку при проведении комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ) и бурении уплотняющих скважин в зоны локализации остаточных запасов углеводородов.

В работе рассматривается нефтяное месторождение Томской области, на котором разрабатывается один эксплуатационный объект разработки  $Ю_1^{2+3}$ , включающий в себя два продуктивных пласта: низкопроницаемый  $Ю_1^2$  и неоднородный  $Ю_1^3$ . Несмотря на значительные различия фильтрационно-емкостных свойств и, соответственно, добычных возможностей пластов, они объединены в один объект разработки и эксплуатируются единой сеткой наклонно-направленных скважин с целью сократить расходы и сделать проект экономически целесообразным. Разработка эксплуатационного объекта  $Ю_1^{2+3}$  характеризуется падающими уровнями добычи нефти и преждевременным обводнением действующего фонда скважин, который согласно оценке ВНФ не способен выработать утвержденные запасы углеводородов, в связи с чем появилась необходимость поиска запасов в разбуренных частях месторождения.

С целью локализации остаточных запасов углеводородов и прогнозирования уровней добычи нефти была построена 3D-фильтрационная модель целевого сектора месторождения в гидродинамическом симуляторе tNavigator. Средняя пористость в модели составляет 0,153 д.ед., средняя абсолютная проницаемость по газу – 5,49 мД, начальная нефтенасыщенность – 0,50 д.ед. На рисунке 1 представлена карта текущей нефтенасыщенности по модели на дату анализа.



**Рис. 1 Карта текущей нефтенасыщенности сектора месторождения**

После оценки работы базового фонда скважин было определено формирование слабодренлируемых зон между скважинами в добывающих рядах. На месторождении, в большинстве своем, сформирована рядная система разработки с расстоянием между рядами 500 м. В следствии того, что на всех скважинах при вводе в эксплуатацию в качестве способа заканчивания использовался гидроразрыв пласта (ГРП) и не учитывалось направление регионального стресса, в пласте сформировалась система трещин, направленных вдоль регионального стресса. Такое расположение трещин ГРП при формировании рядов нагнетательных скважин способствовало объединению трещин в единую «галерею» фильтрации. Помимо расчетов на модели, данное предположение было доказано, благодаря трассерным исследованием, результаты которых также показали фильтрацию закачиваемой жидкости по объединенным трещинам ГРП от одной нагнетательной скважины к другой – реакция меченого агента на соседних добывающих скважинах заметна в гораздо меньшей степени.

При разработке низкопроницаемых коллекторов многие добывающие компании используют операции ГРП и в добывающих скважинах, и в нагнетательных, например, ООО «РН-Юганскнефтегаз» [2]. В зонах бурения новых скважин при выполнении ГРП трещины распространяются в направлении максимальных горизонтальных

напряжений, если отсутствует значительное изменение полей давления и температуры [3]. С целью поддержания пластового давления и компенсации отборов жидкости при разработке низкопроницаемых коллекторов необходимо осуществлять закачку жидкости под высокими давлениями, поэтому избежать развития трещин автоГРП достаточно сложно. В результате этого существенно возрастает риск неблагоприятного охвата заводнением продуктивного пласта и формирования слабоденируемых зон, поэтому крайне важно учитывать возможность образования трещин автоГРП при выборе системы разработки.

Сложность данной проблемы заключается в том, что контролировать формирование индуцированных трещин в скважинах нагнетательных рядов крайне трудно, так как нет достаточно точных методик количественного описания характеристик трещин автоГРП, а также динамики их развития в продуктивном пласте. В работах [4-5] выделили следующие факторы развития трещин автоГРП: давление жидкости на забое выше давления распространения трещины; наличие механических примесей в нагнетаемой жидкости, способствующие ухудшению призабойной зоны пласта; низкая температура нагнетаемой жидкости, способствующая охлаждению продуктивного пласта.

С целью извлечения слабоденируемых запасов между скважинами в добывающих рядах были сформированы и рассчитаны на гидродинамическом симуляторе несколько вариантов разработки сектора: разработка сеткой горизонтальных скважин с МГРП с длиной горизонтальной части ствола 500, 300 м и 300 м под углом 45°, а также варианты разработки более плотной сеткой ННС+ГРП плюс дополнительный вариант с переводом скважин в добывающих рядах в ППД после выработки своих запасов. На рисунке 2 представлены расчетная накопленная добыча нефти по шести вариантам разработки и схема рекомендуемого варианта. По результатам расчетов на модели, оптимальным вариантом разработки сектора является вариант с ГС 500 м – накопленная добыча нефти составит 2711 тыс.т.

